

Секция 11

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

АНАЛИЗ ТЕМПА ПАДЕНИЯ ДЕБИТОВ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

К.В. Синебрюхов

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Компании, разрабатывающие месторождения Западной Сибири, все чаще начали применять на данных месторождениях технологию многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на горизонтальном участке ствола скважины. Это связано с повышением процента трудноизвлекаемых запасов ко всем извлекаемым углеводородам [1,5].

Одной из основных проблем при применении данной технологии является темп падения дебита нефти и жидкости в первые месяцы работы скважин [3]. Высокий темп падения нефти приводит к малой экономической эффективности пробуренной скважины.

Для предотвращения высокого темпа падения, необходимо проанализировать фактические результаты реальных скважин на реальных месторождениях Западной Сибири.

Объект и метод исследования:

Для проведения исследования по определению темпа падения добычи нефти и жидкости скважин были выбраны скважины с 7 месторождений Западной Сибири. Все исследуемые скважины с применением технологии МГРП Юрских отложений [4] на горизонтальном участке ствола скважины, в том числе и скважины с забуриванием бокового горизонтального ствола (ЗБГС) [2]. Стартовые дебиты нефти скважин находятся в диапазоне от 4,1 до 171 т/сут, а стартовые дебиты жидкости – от 25,7 до 306 т/сут.

Для адекватности результатов анализа, исследуемые скважины были поделены на группы, приведенные в Таблице.

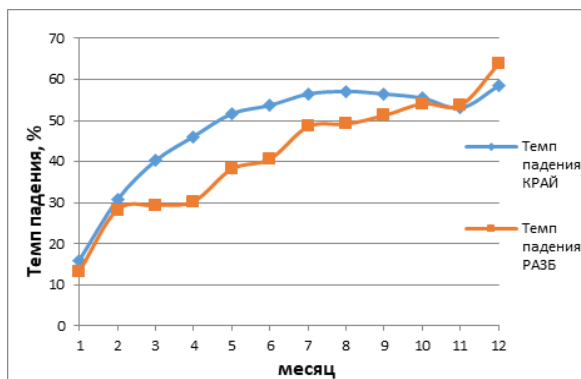
Таблица

Разделение исследуемых скважин на группы

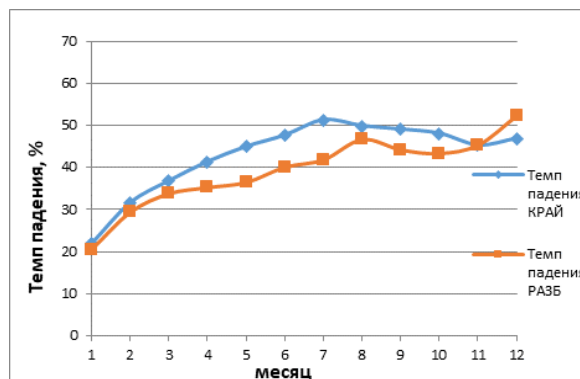
Расположение скважин	
Краевая зона месторождения	Разрабатываемая зона месторождения
23 скважин, из них 12 - это новое бурение и 11 - ЗБГС	26 скважин, из них 9 - это новое бурение и 17 - ЗБГС
Проницаемость	
Менее 10 мД	Более 10 мД
18	26

Анализ полученных результатов:

Проанализируем зависимости темпа падения от времени при условии деления выборки скважин на те скважины, которые располагаются в краевой зоне и те, что располагаются в разрабатываемой зоне.



а) нефти



б) жидкости в зависимости от месяца с начала разработки

Рис.1 Темп падения дебитов

Анализируя полученные результаты, мы видим следующие зависимости:

В обоих случаях темпы падения дебита нефти или жидкости в разрабатываемой зоне месторождения ниже, чем темпы падения дебитов в краевых зонах.

При условии, что темпы падения нефти в первый месяц почти в два раза ниже, чем темпа падения жидкости за тот же месяц, однако, уже на второй месяц темп падения дебита нефти догоняет, и после перегоняет темпы падения жидкости.

Проанализируем зависимость темпа падения от времени при условии деления выборки скважин на те скважины, которые вскрывают породу коллектор с проницаемостью ниже 10 мД и больше 10 мД.

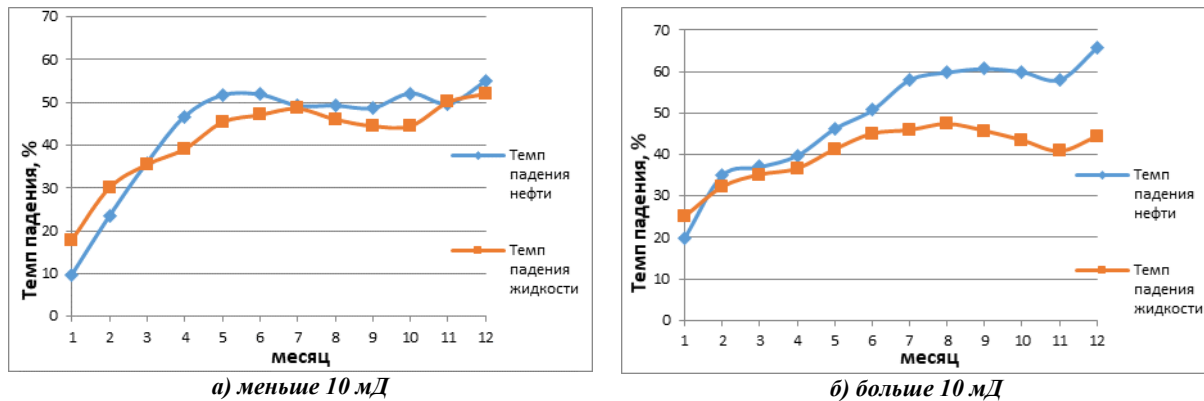


Рис.2 Темп падения дебитов жидкости в зависимости от месяца с начала разработки при проницаемости породы коллектора

Анализируя полученные результаты, мы видим следующие зависимости:

При проницаемости породы коллектора меньше 10 мД темпы падения нефти и жидкости остаются примерно на равных уровнях, что свидетельствует о почти неизменной обводненности всех горизонтальных стволов с применением технологии МГРП

Темпы падения дебитов при проницаемости породы коллектор выше 10 мД имеет другую зависимость. С каждым месяцем темпы падения нефти постепенно превышает темпы падения жидкости.

Выводы:

По результату проделанных исследований можно сделать несколько выводов:

1. Темпы падения в краевых зонах месторождения выше, это объясняется тем, что в разрабатываемых участках месторождения работает сформированная заранее система ППД, тем самым компенсация поддерживается близкая к 100 %.
2. Одинаковые показатели темпов падения нефти и жидкости в низкопроницаемом коллекторе свидетельствует о корректной работе ППД, исключения языков обводнения.
3. В коллекторах с проницаемостью более 10 мД на рисунке 16 наблюдается увеличение темпа падения. Это связано с тем, что языки обводнения с нагнетательных скважин или краевых зон добрались к добывающим скважинам.
4. Дальнейшее использование и анализ данной технологии поможет повысить точность проводимых исследований, увеличив количество точек и уточнив корреляцию. Для полноты картины в выборку должны попасть скважины с длинным горизонтальным участком ствола более 900 м и скважины, на которых было проведено более 7 стадий ГРП.

Литература

1. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозбойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 154 с.
2. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 255 с.
3. Муляк В.В., Чертенков М.В., Шамсуаров А.А., Потрясов А.А., Шкандратов В.В., Шаламова В.И., Вахрушев В.В., Сартаков А.М. «Повышение эффективности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов с применением многозонных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах» // Нефтяное хозяйство, 2011 - №11. Стр. 48-51.
4. Чертенков М.В., «Подходы к планированию операции МГРП на примере юрских отложений Урьевского месторождения» // Нефтяное хозяйство, 2017 - №2. Стр. 76-77.
5. Чертенков М.В., Ковальчук С.П., Золова И.В., Козлов В.Я., Портянников А.Д., Видякин В.В. «Планирование и управление разработкой месторождений: новые подходы, современные решения» // Нефтяное хозяйство, 2013 - № 9. Стр.82-85.